Zeitschrift: Wasser- und Energiewirtschaft = Cours d'eau et énergie

Herausgeber: Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband

Band: 55 (1963)

Heft: 9

Artikel: Wasserkraftwerke als Mittel zur Kompensation von Laständerungen im Verbundsystem

Autor: Maurer, Walter

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-921540

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 16.07.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

spannungsleitungen via leitungsgerichteter Hochfrequenzverbindungen. Die Konzentration der Betriebsführung gestattet eine optimale Ausnützung der Kraftwerkanlagen mit einem Minimum an Personal.

7. Bauprogramm und Bauausführung

Die Erstellung der Albula-Landwasser Kraftwerke erfolgt etappenweise. Ein etappenweiser Ausbau ist zweckmässig im Hinblick auf die angespannte Beschäftigungslage im Baugewerbe, hinsichtlich der Wirtschaft der Talschaften sowie in bezug auf die Staffelung der aus den neuen Anlagen anfallenden Energiemengen.

Das Bauprogramm der Albula-Landwasser Kraftwerke sieht den Ausbau wie folgt vor:

1. Bauetappe:	Kraftwerk Glaris-Filisur	1961–1965
	Kraftwerk Bergün-Filisur	1961–1966
2. Bauetappe:	Kraftwerk Naz-Bergün	anschliessend
3. Bauetappe:	Kraftwerk Filisur-Tiefencastel	anschliessend

Die Albula-Landwasser Kraftwerke AG fasste anlässlich ihrer Gründungsversammlung am 1. September 1961 den Baubeschluss für die Doppelstufe Glaris-Filisur/Bergün-Filisur. Da die Projektierungs- und Vorbereitungsarbeiten, einschliesslich der Bereitstellung der Baustromversorgungsanlagen in den Jahren 1959–61, stark vorangetrieben worden waren, konnte unmittelbar anschliessend mit den Bauarbeiten begonnen werden. Die Erstellung der Anlagen der Doppelstufe ist gegenwärtig in vollem Gang. Die Arbeiten schreiten programmgemäss voran, so dass mit der Inbetriebnahme der Stufe Glaris-Filisur im Herbst 1965 und der Stufe Bergün-Filisur im Herbst 1966 gerechnet werden kann.

8. Volkswirtschaftliche Aspekte

Die wirtschaftlichen Impulse, die von einem Kraftwerkbau und dem späteren Betrieb ausgehen, sind mannigfach und können eine dauernde Verbesserung der Lebensbedingungen der Talschaften bringen.

Grundsätzlich müssen bei der Beurteilung der volkswirtschaftlichen Bedeutung der Albula-Landwasser Kraftwerke die eigentliche Bauperiode und der spätere Betrieb des Kraftwerkkomplexes getrennt betrachtet werden.

Während der Bauperiode eröffnen sich für Unternehmer, Handel und Gewerbe der Talschaften neue Verdienstmöglichkeiten. Obwohl die lokalen Betriebe meist nicht in der Lage sind, Grossaufträge zu übernehmen, verbleiben genügend Arbeiten, die der Leistungskapazität von ortsansässigen Unternehmungen, Handwerkern und Lieferanten entsprechen und durch diese ohne Aufblähung der Betriebe ausgeführt werden können. Für die Wirtschaft der Talschaften ist deshalb von Bedeutung, dass die Bauperiode eine möglichst lange Zeitspanne in Anspruch nimmt und die wirtschaftlichen Impulse von langer Dauer sind. Die Albula-Landwasser Kraftwerke tragen diesem Umstand durch eine etappenweise Erstellung der vier Stufen weitgehend Rechnung. Der Kraftwerkbau bietet aber auch einheimischen Arbeitskräften neue Beschäftigungsmöglichkeiten. Neben den Privaten profitiert im weiteren auch die öffentliche Hand von der gesteigerten wirtschaftlichen Tätigkeit durch erhöhte Steuererträge von Betrieben und Einzelpersonen.

Die Betriebsperiode dauert 80 Jahre, da die Konzessionsgemeinden den Albula-Landwasser Kraftwerken die Wasserkraftnutzung für diese Zeitdauer verliehen haben. Während dieser Zeit haben die Albula-Landwasser Kraftwerke nach erfolgtem Vollausbau jährlich die folgenden Aufwendungen für die Verleihungsgemeinden und den Kanton Graubünden zu erbringen:

	VERLEIHUNGS-GEMEINDEN FR.	KANTON GRAUBÜNDEN FR.
Wasserzinsen	ca. 320 000.–	ca. 320 000.–
Steuern	ca. 500 000.–	ca. 600 000.–

Die Albula-Landwasser Kraftwerke AG stellt den Konzessionsgemeinden im weiteren jährlich eine Energiemenge von 800 000 kWh gratis und von 2,8 Mio kWh zu Vorzugsbedingungen zur Verfügung. Da sowohl die Verleihungsgemeinden als auch der Kanton Graubünden am Aktienkapital der Albula-Landwasser Kraftwerke AG beteiligt sind, steht ihnen auch das Recht zu, einen entsprechenden Anteil an Partnerenergie gegen Bezahlung der Jahreskosten zu beziehen.

Die Albula-Landwasser Kraftwerke stellen somit im Wirtschaftsleben der Talschaften einen bedeutenden Faktor dar. Es bleibt zu hoffen, dass die Gemeinden durch den Beitrag der Kraftwerke die rückläufige Entwicklung verschiedener Gebiete der Talschaften aufzuhalten in der Lage sind und ein wirtschaftlicher Aufschwung sich anzuzeigen beginnt.

WASSERKRAFTWERKE ALS MITTEL ZUR KOMPENSATION VON LASTÄNDERUNGEN IM VERBUNDSYSTEM

Dr. ing. Walter Maurer, Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk Aktiengesellschaft, Essen[1]

DK. 621.221:621.311.161

I. Einleitung

Im Vergleich zu Wärmekraftwerken liegt der Vorteil der Wasserkraftwerke in ihrem Vermögen, sich kurzzeitig auf die gestellten Produktionsanforderungen einzustellen. Während Wärmekraftwerke vom Stillstand, also aus der Kaltreserve zur vollen Leistungsabgabe eine Zeit von drei Stunden, oder aus der Warmreserve bei einer Vorbelastung von 70 bis 80 Prozent bis zur Abgabe der vollen Leistung 10 bis 15 Minuten beanspruchen, vollzieht sich dieser Vorgang bei Wasserkraftwerken vom Stillstand bis zur vollen

[1] Berichterstattung anlässlich des «Symposion sur la couverture des pointes de charge» vom Mai 1963 in Venedig, das unter der Schutzherrschaft der «Commission économique pour l'Europe des Nations Unies» stand.

Leistungsabgabe innerhalb zweier Minuten und bei bereits laufenden Aggregaten in nur 20 bis 30 Sekunden. Der Unterschied im Verhalten thermischer Kraftwerke und Wasserkraftwerke bei Entlastungen ist nicht stark ausgeprägt, vor allem dann nicht, wenn bei thermischen Block-Kraftwerken Einrichtungen für einen sogenannten Umleitungsbetrieb vorhanden sind. An- und Abfahrverluste, die bei thermischen Kraftwerken nennenswerte Höhen erreichen können, sind indessen bei Wasserkraftwerken mit Speichern nicht vorhanden, was weiter für diese Kraftwerk-Kategorie spricht. Insoweit es sich also um die erfolgreiche Deckung einer präzise vorher bestimmten Spitzenlast handelt, wäre schon der technische und wirtschaftliche Vorteil von hydraulischen Werken gegenüber thermischen Werken evident.

Interessanter wird der Vergleich zwischen Wasser- und Wärmekraftwerken, wenn die tatsächlich eingetretene Spitzenlast in ihrer Höhe im Zeitpunkt ihres Auftretens von der Prognose abweicht. Solche Abweichungen sind denkbar, und praktisch auch eingetreten, bei Fehlschätzungen auf grund nicht richtiger Vorausberechnung, oder bei unvorhergesehenen Aenderungen im Belastungszustand des Netzes, beispielsweise bei plötzlichen Witterungsumschlägen oder besonderen Vorgängen in der Atmosphäre (Kälteeinbruch mit verstärktem Bedarf an Elektrowärme, Gewitter oder starke Nebelbildung mit erhöhtem Bedarf an elektrischem Licht). Solche Erscheinungen können sich auch auf eine Verlängerung des Zeitpunktes der Spitzenbelastung auswirken, beispielsweise im Winterhalbjahr im früheren Auftreten der Abendspitze, und ähnlichem. Während der Lastverteiler, dem Wasserkraftwerke als Spitzenwerke zur Verfügung stehen, wegen der kurzen Anlaufzeitspanne solche Abweichungen von der Prognose ohne Rückwirkungen auf die Netzfrequenz schnell korrigieren kann, bei Unterschreiten der voraus berechneten Leistungshöhe für die Spitzenarbeit ohne wirtschaftliche Rückwirkung die vordisponierte Speicherwassermenge nicht abzufahren braucht, kann der Lastverteiler, welcher über thermische Spitzenwerke verfügt, bei nicht ausreichender Leistung in Leistungsmangel geraten, es sei, dass er sich im Grossverbundbetrieb die ihm fehlende Spitzenleistung durch Fremdbezug beschaffen kann; ferner gerät er bei nicht voll in Anspruch genommener Bereitstellung in einen nicht unbeträchtlichen wirtschaftlichen Verlust, besonders dann, wenn er, um der Gefahr eines Leistungsmangels zu begegnen, sicherheitshalber mehr thermische Spitzenleistung bereitstellt, als er seinen Vorausberechnungen nach notwendig haben würde. Dieser Unterschied im Verhalten zwischen Wärme- und Wasserkraftwerken kommt im speziellen zum Ausdruck bei Störungen mit nachfolgendem Ausfall von Erzeugungsleistung im betreffenden Netz. Hier sind Wasserkraftwerke mit Speicher wegen ihrer kürzeren Anlaufzeit geradezu prädestiniert als Momentan-Reserve.

II. Höhe der Belastungsspitzen und ihr zeitliches Auftreten

Die Lebensgewohnheiten des Verbraucherkreises elektrischer Energie bestimmen den Zeitpunkt des Auftretens der täglichen Belastungsspitzen sowie die jeweilige saisonale Höhe der Spitzenleistung. Im allgemeinen treten solche Belastungsspitzen also dreimal im Verlauf eines Tages auf, morgens, mittags und abends.

Die Morgenspitze entsteht durch den gleichzeitigen Bedarf an Anlaufenergie bei Industrie, Handel, Gewerbe und Berufsverkehr an allen Werktagen des Jahres im Zeitraum zwischen 7–9 Uhr. In den Wintermonaten erhöht sie sich durch zusätzliche Lichtbelastung und wird deshalb ihr Maximum in den Versorgungsgebieten östlich des Meridian der MEZ früher erreichen als in den westlich gelegenen Gebieten. Ihr Merkmal ist ein ausserordentlich steiler Anstieg und Abfall bei relativ kurzer Dauer (ca. 1 Stunde).

Die Mittagsspitze ist im wesentlichen bestimmt durch den Anteil an Haushalt-Energieverbrauch (elektrisches Kochen); sie liegt zwischen 11 und 12 Uhr und ist an allen Tagen eines Jahres festzustellen.

Die Abendspitze wird ebenfalls durch Lichtbelastung verursacht, ihr zeitliches Auftreten ist abhängig von dem jeweiligen Zeitpunkt des Sonnenunterganges. In den Sommermonaten ist sie schwach ausgeprägt, wogegen in den Wintermonaten durch das zeitliche Zusammentreffen der Lichtbelastung mit dem noch bestehenden Verbrauch bei Industrie, Handel und Gewerbe sowie anderen Konsumenten hohe Leistungswerte erreicht werden. Abweichend von den anderen Spitzen ist ihr eine geringere Steilheit des Anstieges und des Abfalls sowie eine längere Dauer eigen.

Diese drei Spitzen bestimmen infolge der jahreszeitlichen Einwirkungen jeweils die Form der Belastungskurve eines Netzes und damit auch den notwendigen zeitlichen Einsatz, die Leistungshöhe und die tägliche Dauer der erforderlichen Beschäftigung der Spitzenkraftwerke. Im westdeutschen Verbundnetz beispielsweise ist diese Betriebsdauer von Spitzenkraftwerken in den vier Sommermonaten Mai bis August nur zwei Stunden täglich, in den übrigen Monaten 4,5 bis 5 Stunden täglich erforderlich. Im Jahr werden diese Kraftwerke 1500 Stunden beschäftigt. Hierbei ist der Bedarf an Leistung aus Spitzenkraftwerken in den Wintermonaten November bis Februar zurzeit der Morgenspitze und in den Sommermonaten zurzeit der Mittagsspitze am höchsten. Die Uebergangsmonate weisen nach den bisherigen Erfahrungen einen geringeren Bedarf an Spitzenleistung aus, weshalb unvermeidliche jährliche Ueberholungs- oder Kontrollarbeiten an Spitzenkraftwerken in diese Zeiträume verlegt werden.

Aehnliche Lebensgewohnheiten der Bevölkerung westeuropäischer Länder lassen ähnliche Verhältnisse in den einzelnen Ländern erwarten.

III. Wasserkraftwerke mit aus natürlichem Zufluss belieferten Speichern und die bei ihnen gegebenen Möglichkeiten zur Spitzendeckung

1. SPEICHERKRAFTWERKE MIT NATÜRLICHEM ZUFLUSS ALLEIN.

Die Forderung, eine Synthese zwischen dem Darbietungs-Regime der Primär-Energie «Wasser» und dem jeweiligen Begehren des Verbrauchers nach elektrischer Energie ohne Wasserverluste zu schaffen, begründet den Wunsch auf Speicherung des naturgegebenen Zulaufes an Triebwasser für Wasserkraftwerke. Die jeweiligen geographischen und

hydrographischen Verhältnisse ermöglichen den Ausbau von Wasserkraftwerken mit zugeordnetem Tages-, Wochen-, Monats- oder Jahresspeicher.

a) Tages-, Wochen- und Monats-Speicher.

Wasserkraftwerke erfordern einen sehr hohen, d. h., im Vergleich zu den Wärmekraftwerken drei- bis vierfachen Investitionsaufwand bei geringen laufenden Betriebskosten. Der Erzeugungspreis als Quotient der jährlichen Betriebsstundenzahl aus den festen Jahreskosten wird bei Speicherwerken mit ihrer an die Netzbelastung angepassten Erzeugung im Gegensatz zu den Erzeugungskosten eines voll ausnützbaren Laufkraftwerkes infolge der geringeren jährlichen Erzeugungsdauer höher sein. Diese Fahrweise eines Wasserkraftwerkes mit Speicher hat jedoch ihre wirtschaftliche Berechtigung, da die Energieproduktion in die Starklastzeit mit deren höheren Verkaufstarifen zu liegen kommt. Man muss sich jedoch darüber klar sein, dass besondere atmosphärische Verhältnisse die Höhe der Wasserdarbietung beeinflussen können, so dass Speicherkraftwerke bei sehr hohen Niederschlagsmengen — soll Wasser nicht ungenutzt abfliessen — den Charakter von Laufkraftwerken erhalten, natürlich unter der Voraussetzung, dass die dann überschüssige elektrische Arbeit — im Verbundbetrieb die Regel — untergebracht wird. Anderseits wird bei geringer Wasserführung, verursacht durch Trockenheit oder Frost, die für den täglichen, wöchentlichen oder monatlichen Bedarf bereitstehende Wasermenge für eine planmässige Erzeugung nicht ausreichend sein, was zu zwei Betriebsmöglichkeiten führen kann: entweder wird in Anpassung an die jeweiligen Belastungsverhältnisse, ohne Beschränkung der Erzeugungsdauer, die Erzeugungsleistung proportional zur geringeren Wasserdarbietung verringert, oder es wird die volle Kraftwerkleistung ausgenutzt und die Erzeugungsdauer entsprechend der ratierlich abzufahrenden Wassermengen verkürzt, das heisst, ein solches Kraftwerk kann zuzeiten geringer Wasserdarbietung als Spitzenkraftwerk eingesetzt werden. Das verringerte Produktions-Volumen zieht pro rata temporis eine Verteuerung der kWh nach sich. Da aber der anlegbare Preis für Spitzenenergie höher ist als für Starklast-Energie, wird man den zweiten Weg beschreiten können.

b) Jahresspeicher

Die Anlage von Jahresspeichern resultiert aus dem Wunsch, die nach anderen Gesetzmässigkeiten laufende Wasserdarbietung mit den Gesetzmässigkeiten des Verbrauches an elektrischer Energie in Einklang zu bringen. Der Anreiz ist gerade da besonders gegeben, wo hohe Winter-Niederschläge in Form von Schnee akkumulieren, also eben zuzeiten höchsten Energiebedarfes für die Energieproduktion ausschalten, um dann bei Eintritt wärmeren Wetters und zuzeiten geringeren Energiebedarfes stossweise als Schmelzwasser anzufallen. Man hat solche Jahresspeicher in vergangenen Zeiten unter Ausnützung günstiger geographischer Verhältnisse und niedrigerer Kosten noch relativ billig ausbauen können und erzielte bei längerer Produktionsdauer im Winter Erzeugungspreise für die kWh, die reizvoll erscheinen liessen, den Speicherinhalt auch zu Schwachlastzeiten zur Energieerzeugung heranzuziehen. Man war auch zu einem solchen Verfahren wegen sonst auftretenden Energiemangels gezwungen. Dadurch erklärt sich auch eine verhältnismässig niedrige Ausbauleistung der zugeordneten Kraftwerke. Wenn jedoch in niederschlagsarmen Jahren wegen der geringen zur Verfügung stehenden Wassermenge eine vollständige Füllung nicht gelang, wurde auf das Abfahren der Speicher zu Schwachlastzeiten verzichtet, und von der Möglichkeit, im Grossverbundbetrieb preiswerte Energie aus Wärmekraftwerken als Ersatzenergie zu beziehen, Gebrauch gemacht.

Die Forderung, zu Beginn der Wintersaison einen möglichst hohen Speicherfüllstand zu erreichen, zwingt dazu, mit im Sommer anfallenden Wassermengen sparsam umzugehen, d. h., wie im vorigen Absatz dargelegt, entweder bei gleichbleibender täglicher Benutzungsdauer die Leistung zu reduzieren, oder die Kraftwerke als reine Spitzenkraftwerke zu betreiben. Hier gelten die gleichen wirtschaftlichen Überlegungen wie unter Punkt 1 a). Auch während der Abfahrperiode der Speicher können sich ähnliche Situationen ergeben, wenn das Abfahr-Regime aus irgendwelchen Gründen geändert und die täglich zur Verfügung zu stellende Wassermenge reduziert werden muss. Auch zu solchen Zeiten ist der Betrieb solcher Anlagen als reine Spitzenkraftwerke möglich und sinnvoll.

Die Entwicklung in der Errichtung von Wasserkraftwerken mit Speicheranlagen lässt wegen der immer grösseren geographischen und geologischen Schwierigkeiten und der steigenden Baukosten eine Verteuerung der in solchen Anlagen erzeugten elektrischen Arbeit erkennen. Da der Grossverbundbetrieb die Möglichkeit bietet, preiswerte Schwachlast-Energie aus thermischen Kraftwerken zur Bedarfsdeckung hinzuzuziehen, entfällt der Anreiz, solche Speicherwerke zur Schwachlastzeit zu fahren. Die Produktion wird nur auf solche Zeiten zu beschränken sein, in denen die Erzeugungskosten dem höheren anlegbaren Strompreis entsprechen, wie zur Starklastzeit während der Tagesstunden oder nur zurzeit der Belastungsspitzen, also in Zeiträumen, wo die produzierte Edel-Energie preislich am höchsten bewertet wird. Man erkennt diese Entwicklung des Speicherkraftwerkes zum reinen Spitzenkraftwerk, bedingt durch die Verteuerung des Ausbaues daran, dass noch zu Beginn der fünfziger Jahre Kraftwerkanlagen mit Jahresspeichern für eine jährliche Erzeugungsdauer von 3000 Stunden errichtet wurden. Heute wird aber schon eine Anzahl von Werken für eine jährliche Erzeugungsdauer von 2000 Stunden, einige sogar für eine solche von nur 1000 Stunden errichtet.

2. SPEICHERKRAFTWERKE MIT NATÜRLICHEM ZUFLUSS UND PUMPSPEICHERBETRIEB

Solche Kraftwerke durch Einrichtung für Pumpspeicherbetrieb zu ergänzen, wird bei Tages-, Wochen- oder Monatsspeicherung dann empfehlenswert sein, wenn die anfallenden Wassermengen saisonmässig oder in niederschlagsarmen Jahren so gering sind, dass sie für den Betrieb in Starklast- bzw. in Spitzenzeiten nicht mehr ausreichen, d. h., wenn ausser einer Erzeugungsbeschränkung an elektrischer Arbeit auch noch ein Verlust an nicht ausnutzbarer Kraftwerkleistung eintreten würde.

Bei Jahresspeicher-Anlagen, beispielsweise bei solchen, deren Füllung in der Hauptsache durch Schneeschmelzwasser erfolgt, ergibt sich folgende Situation:

Um in die darauffolgende Winterperiode mit vollem Speicherinhalt eintreten zu können, wird nach Abklingen der Schneeschmelzperiode, besonders im niederschlagsarmen Sommerhalbjahr, sehr vorsichtig mit einer Wasserentnahme aus der Speicheranlage operiert werden müssen. Ergibt die Prognose, wie dies schon bei vielen Speicheranlagen der Fall war, dass auch unter Einrechnen sommerlicher Zuflüsse die vollständige Füllung des Winterspeichers nicht erzielt werden kann, dann steht für die Som-

merperiode diesem Speicherkraftwerk kein Betriebswasser mehr zur Verfügung, es wird also in diesen Zeiträumen still liegen. Nun kann in Versorgungsnetzen mit einem hohen Verbrauch von Haushalt-Tarifabnehmern zurzeit des elektrischen Kochbetriebes eine sehr hohe Belastungsspitze auftreten. Der Betrieb solcher Spitzenkraftwerke wäre also sehr erwünscht, wenn nicht gar dringend notwendig. Hier bietet sich als Lösung eine Pumpspeicherung an, mit welcher nach Art eines sogenannten Tageswälzbetriebes das tagsüber zu Spitzenzeiten verbrauchte Wasser in der folgenden Schwachlastzeit wieder in die Speicheranlage hochgepumpt wird. Steht das unterwasserseitige Sammelbecken (Gegenweiher) in Kommunikation mit Wasserläufen, kann entsprechend deren Wasserführung bei Prognosen, die ein Erreichen des Stauzieles in den Saisonspeichern nicht erwarten lassen, über die Pumpanlage sogar eine Korrektur der Füllung des Saisonspeichers erzielt werden. Die Pumpanlagen für Tageswälzbetrieb gewinnen dann ausserdem noch den Charakter von Saison-Pumpanlagen. Voraussetzung für den Pumpbetrieb ist aber die jederzeitige Verfügbarkeit ausreichender Pumpstrommengen, wie sie nur im Verbundbetrieb mit seinen verschiedenartigen Erzeugungsmöglichkeiten gegeben ist. Für die Bewertung der aus solchen Anlagen stammenden Energie findet ein neuer Faktor, und zwar die Kosten für die bezogene Pumpenergie Berücksichtigung, worüber aber nähere Ausführungen im Kapitel V. «Reine Pumpspeicheranlagen» gemacht werden.

IV. Wasserkraftwerke mit Speicher und natürlichem Zufluss, ausgerüstet auf reinen Spitzenbetrieb

Die vorstehenden Betrachtungen lassen erkennen, dass Wasserkraftwerke mit Speicheranlagen zu den Zeiten als Spitzenkraftwerke Verwendung finden können, in denen Triebwassermengen aus natürlichem Zulauf unzureichend sind, oder bei vorsichtiger Speicherbewirtschaftung sowohl im Füll-, als auch im Abfuhr-Regime nicht oder nur beschränkt zur Verfügung gestellt werden können; weiter, dass der Einsatz dieser Kraftwerke als Spitzenkraftwerke in solchen Zeiten durch Pumpbetrieb gesichert werden kann. Zudem können hohe Erstellungskosten wirtschaftlich einen Ausbau nur in der Form von Spitzenkraftwerken zulassen. Die Notwendigkeit, in Anpassung an die Zukunft, Produktionsstätten hochwertiger Edelenergie zu schaffen, ergibt sich aus dem derzeitig hohen Ausbauzustand von Wasserkräften, und der Notwendigkeit, bei dem immer weiter steigenden Bedarf an elektrischer Energie, in stärkerem Masse als bisher die Produktion auf thermische Kraftwerke zu verlagern. Wasserkraftanlagen mit Speicher und natürlichem Zulauf, die heute noch dem Zweck dienen, die Synthese zwischen dem Darbietungs-Regime der Primärenergie «Wasser» und dem Begehren des Verbrauchers an elektrischer Energie zu schaffen, werden vermöge ihres Vorteils, die Wirtschaftlichkeit ihres Betriebes nicht beeinflussbarer kurzzeitiger Anlauf- und Abfahrzeiten, immer mehr in die Kategorie von Stromerzeugern hochwertiger Energie hineinwachsen müssen. Die Aufgabe der Deckung von Grundlast oder Tagesstarklast wird thermischen Kraftwerken zukommen. Diese Entwicklung ist erkennbar im Bestreben, solche Anlagen entgegen früherer Übung für hohe Leistung und der daraus resultierenden niedrigen jährlichen Erzeugungsdauer auszubauen. Solche Überlegungen sind aber auch dort angebracht, wo wegen besonders günstiger Kostenverhältnisse derzeit ein Anreiz zu einem spitzen Ausbau nicht gegeben sein mag.

Der Gedanke, einen solchen Weg zu beschreiten, mag wegen der dann bedingten Erhöhung der Investitionskosten und dem bei gegebenem Produktionsvolumen infolge der höheren Ausbauleistung verringerten jährlichen Ausnutzungsgrad, d. h., wegen der dann erhöhten Produktionskosten je kWh zunächst abschreckend sein. Es ist aber zu überlegen, dass ein solches Werk dann auch eine viel höher zu bewertende Edelenergie liefern kann, für die in Zukunft ein dringender Bedarf vorliegen wird. Dann steigen die Investitionskosten nicht etwa wie bei thermischen Kraftwerken im Verhältnis zu steigender Leistung, sondern die Kostenerhöhung tritt nur bei bestimmten Positionen eines Speicherkraftwerkes auf, und zwar bei Stollen, Druckschacht, Maschinenhaus und maschinenelektrischen Einrichtungen. Der Ausbau des Speichers, der Zuleitungen zum Speicher sowie des Unterwassers wird kostenmässig nicht betroffen. Als Beispiel mag die Kostenverteilung für ein derzeit in den Hochalpen im Bau befindliches Wasserkraftwerk mit Jahresspeicher dienen. Bei 100 Prozent Gesamtkosten entfallen auf Speicher und Bachüberleitungen 51 Prozent, auf die übrigen Anlageteile, die durch die Leistungserhöhung kostenmässig betroffen werden, 49 Prozent. Da dieses Werk aber schon für eine jährliche Erzeugungsdauer von 1700 Stunden ausgelegt ist, sind die durch Leistungserhöhung bedingten Zusatzkosten inbegriffen. Wird auf einen Ausbau mit höherer Leistung vorerst verzichtet, und soll ein solcher Beschluss einem späteren Zeitpunkt vorbehalten werden, dann würden die Vorleistungen sich nur auf einen vergrösserten Ausbau des Maschinenhauses oder der Kaverne und auf Hauptstollen und Druckschacht kostenmässig auswirken, deren Anteil nach obigem Beispiel bei 34 Prozent der Gesamtkosten liegen wird. Die durch spitzeren Ausbau auftretenden Mehrkosten der betroffenen Anlageteile brauchen nicht linear mit der Leistungserhöhung zu steigen.

Man sieht aus diesem Beispiel, dass es sich schon lohnt, bei Planung auf weite Sicht solche Überlegungen anzustellen.

Die Praxis wird ergeben, dass ein Ausbau von Anlagen mit hoher Leistung für die Deckung eines in späteren Jahren notwendigen Betriebes als Spitzenkraftwerk des betreffenden Versorgungsgebietes nicht falsch ist, als im westeuropäischen Grossverbundbetrieb immer die Möglichkeit besteht, regional nicht benötigte Spitzenarbeit und Leistung anderweitig unterzubringen, sei es bei ausreichendem Wasservorrat durch Verkauf, bei angespannter Wasserlage durch Energieaustausch gegen thermische Energie, unter Anwendung besonderer Bewertungsschlüssel, mit dem Effekt, dass das betreffende, die Spitzenkraft liefernde Unternehmen durch den Bezug thermischer Energie im Austauschverfahren sogar Speicherwasser sparen kann.

V. Reine Pumpspeicheranlagen

Als solche werden Spitzen-Wasserkraftwerke bezeichnet, die über keinen natürlichen Zulauf zu ihrer Speicheranlage verfügen, sondern die sich das Betriebsmittel für die Produktion zu den täglichen Spitzenzeiten durch Pumpen in

der Schwachlastzeit jeweils selbst schaffen müssen. Während die Stromerzeugungskosten der Wasserkraftwerke mit Speichern und natürlichem Zulauf im wesentlichen gleich sind dem Festkostenanteil als Quotient aus den Jahreskosten durch die jährlich erzeugte Energie, setzen sie sich beim Pumpspeicherwerk aus den festen Kosten und den Betriebskosten bzw. Arbeitskosten zusammen, wobei diese in ihrer Höhe wieder von der Höhe der Bezugskosten für den Pumpstrom abhängig sind. Die Höhe des bei Pumpspeicherwerken erzielten Strompreises ist also stark abhängig von den Kosten der benötigten Pumpenergie.

Es sind aufzuwenden für den Pumpbetrieb: Verluste der Speicherpumpe und der sie als Motoren antreibenden Generatoren, Reibungsverluste in den Druckrohrleitungen und Stollen beim Pumpbetrieb, Verluste der Turbinen und der Generatoren sowie wiederum Reibungsverluste in den Druckrohrleitungen bei Turbinenbetrieb. Je geringer dieses Verlustvolumen, je höher also der Wirkungsgrad ist, desto niedriger wird bei gegebenen Pumpstromkosten der Arbeitskostenanteil der erzeugten Spitzen-kWh sein. Bei Zugrundelegen eines maximal zugelassenen anlegbaren Strompreises für die erzeugte Spitzenenergie wird der Preiskatalog zur Verfügung stehender oder zu stellender Schwachlast-Energie umfangreicher, d. h., falls billigere Schwachlast-Energie nicht zur Verfügung stehen sollte, könnte auch auf teureren Energiebezug übergegangen werden, ohne die gestellte Kostengrenze für Spitzenenergie zu überschreiten. Bei diesen Überlegungen darf selbstverständlich auch der Transportverlust der Pumpenergie aus der rückgelieferten Arbeit in das Netz nicht vernachlässigt werden.

Hieraus ergeben sich für die Anlage von Pumpspeicherwerken folgende Grundsätze:

a) möglichst nahe an den Verbraucherschwerpunkt bzw. an die Produktionsstätten der Pumpenergie
b) möglichst grosse Gefällshöhe
c) kürzester Druckstollen
d) Turbinen, Pumpen und Generatoren geringste Verluste, d. h., da der prozentuale Verlust mit der Ausbaugrösse der Maschinen sinkt, die Wahl nicht zu kleiner Maschinen- und Pumpleistung.

Alle diese Faktoren wirken sich auch kostenmindernd auf die Investition aus, wobei noch zu bemerken wäre, dass sich bei kurz angelegtem Druckstollen die Errichtung eines besonders kostspieligen Wasserschlosses erübrigt, da ja der Hochspeicher die Funktionen eines solchen übernimmt. Anlauf- und Abstellzeiten können dadurch auch noch auf ein Minimum herabgedrückt werden, ein Umstand, der solchen Anlagen als Momentanreserve im Fall von Netzstörungen mit Kraftwerkausfall besonders geeignet macht. Beispielsweise benötigt man für den Übergang von Vollast zu Leerlauf bei einem reinen Pumpspeicherwerk mit kurzen Rohrleitungen ohne Wasserschloss einen Zeitraum von 20 bis 30 Sekunden, wogegen ein Werk mit längerem Stollen und Wasserschloss für den gleichen Vorgang 80 bis 90 Sekunden benötigt.

Die Leistung der Speicherpumpe steht in einem bestimmten Verhältnis zur Turbinenleistung. Hiefür mag folgende Formel gelten:

$$P \cdot t_p = \frac{T \cdot t_{sp}}{\eta}$$

Hierbei bedeuten:

P	die Pumpleistung
T	die Turbinenleistung
t_p	die Schwachlastzeit in Stunden, in denen regulär gepumpt,
t_{sp}	die Zeit, in der Spitzenenergie geliefert werden soll
η	der Wirkungsgrad der Pumpspeicheranlage.

Bei Annahme einer täglichen Pumpdauer von acht Stunden und Erzeugungsdauer für Spitzenenergie von viereinhalb Stunden, sowie einem Wirkungsgrad der Anlage von 0,7 zeigt die Pumpe eine Leistung von 80 Prozent der Turbinenleistung.

Erfahrungsgemäss ergeben Pumpen ein gegenüber der konstruktiven Auslegung höheres Schluckvermögen. Es ist auf diesen Umstand bei Auslegung des Generators Rücksicht zu nehmen, besonders dann, wenn dieser auch zur Blindleistungserzeugung herangezogen werden soll. Da ein rationeller Betrieb der Pumpspeicheranlagen auch in den Belastungstälern innerhalb der Starklast-Periode, also zuzeiten hohen Blindleistungsbedarfes im Netz möglich, kann jener Umstand bedeutungsvoll sein. Der wirtschaftliche Vorteil der Pumpspeicheranlage liegt nicht nur in der absoluten Unabhängigkeit von der jeweiligen Wasserdarbietung, sondern auch darin, dass die Pumpenergie zu Schwachlastzeiten bezogen werden kann. Solche Werke können also nicht nur allein Wasserkraftüberschüsse verwerten, sondern die in solchen Zeiträumen schwächer belasteten Wärmekraftwerke besser beschäftigen. Als Pumpstromkosten gelten dabei die durch die bessere Beschäftigung erzielten reinen Zuwachskosten, vermehrt natürlich um die Transportverluste der bezogenen Pumpenergie.

Die wirtschaftliche Rückwirkung des Pumpbetriebes auf thermische Kraftwerke kann auch zuzeiten, in denen ein Bedarf an hoher Spitzenleistung nicht vorliegt (siehe auch II, Monate mit geringerem Spitzenleistungsbedarf) interessant sein, indem nämlich Speicherkraftwerke mit natürlichem Zulauf und Pumpspeicherbetrieb sowie reine Pumpspeicherwerke nur auf den Konsum von Pumpstrom ausgerichtet werden, d. h., diese gespeicherte Energie wird dann nicht in der reinen Belastungsspitzenzeit, sondern mit reduzierter Leistung in der Starklastzeit, evtl. sogar als Band in ihr abgefahren. Voraussetzung ist allerdings, dass die Kosten für die bezogene Pumpenergie loco Pumpspeicherwerk einen Wert nicht überschreiten, der sich ergibt aus einem anlegbaren kWh-Preis für die Starklastenergie ebendaselbst, vermindert um den Festkostenanteil je kWh, multipliziert mit dem Wirkungsgrad der Pumpspeicheranlage. Auch hierbei darf dann nicht etwa der normale Arbeitspreis der Kraftwerke, welche die Pumpenergie liefern, eingesetzt werden, sondern deren Zuwachskosten je kWh bei der dann erzielten besseren Beschäftigung. Bei Fremdbezug der Pumpenergie wäre der Kaufpreis zuzüglich Transportkosten einzusetzen.

VI. Wasserkraftwerke mit Speicher und Pumpspeicher-Kraftwerke im Verbundbetrieb

Die vorstehende Behandlung der verschiedenen Typen von Wasserkraftwerken mit Speichern und solchen mit Pumpeinrichtungen ergibt ein Betriebsverhalten, das von der jeweils verfügbaren Wassermenge abhängt, oder durch das Bereitstellen preiswürdiger Pumpenergie beeinflusst werden kann. Nachstehend sind diese Kraftwerkstypen gegenübergestellt, und zwar in Abhängigkeit der verfügbaren Wassermenge, wobei es gleichgültig ist, ob diese durch die Höhe des jährlichen Zuflusses entstanden oder durch rationelle Speicherbewirtschaftung erzwungen ist.

Täglich verfügbares Triebwasser:	reichlich	normal	wenig	keines
Kraftwerke mit Speicher und natürl. Zulauf allein				
a) normaler Ausbau	Starklast- und Schwachlastzeit	Starklastzeit	Spitzenzeit	—
b) spitzer Ausbau	Starklastzeit	Spitzenzeit	Spitzenzeit	—
Kraftwerke mit Speicher, natürl. Zulauf u. Pumpanlage				
a) normaler Ausbau	Starklast- und Schwachlastzeit	Starklastzeit	Spitzenzeit auch Starklastzeit	Spitzenzeit auch Starklastzeit
b) spitzer Ausbau	Starklastzeit	Spitzenzeit auch Starklastzeit	Spitzenzeit auch Starklastzeit	Spitzenzeit auch Starklastzeit
Reine Pumpspeicher-anlagen	Spitzenzeit auch Starklastzeit	Spitzenzeit auch Starklastzeit	Spitzenzeit auch Starklastzeit	Spitzenzeit auch Starklastzeit

Obwohl in ihrer Art nur für spezielle Zwecke errichtet, erfordert oder ermöglicht das Betriebsmittel Wasser oder Pumpenergie ein jeweilig anderes Erzeugungsverhalten also zu Starklast-, Schwachlast- und Spitzenzeiten, den drei Hauptgruppen des Belastungsverhaltens im Versorgungsnetz. Der Erzeugungspreis für die kWh als Quotient aus den Festkosten und der produzierten Arbeit lässt bei variierter Bereitstellung von Triebwasser eine Mechanik erkennen, die der Höhe des anlegbaren Erzeugungspreises in jeder der drei Zeitgruppen entgegenkommt. Über das Verhalten der Werke bei knapper Wasserführung und dadurch bedingter Verschiebung der Produktion aus der Starklast- in die Spitzenzeit wurde schon im Abschnitt III berichtet. Aber auch ihre erzwungene Ausweitung in die Schwachlastzeit bei überreichlichem Triebwasser lässt ähnliche Schlüsse zu. Das dann vergrösserte Produktionsvolumen wirkt sich preismindernd auf die einzelne kWh aus. Wird für den dann in Starklastzeit erzeugten Arbeitsanteil der gleiche Preis eingesetzt wie bei normalem Zulauf, dann ergibt sich für die in Schwachlastzeit produzierte Arbeit ein kWh-Preis, der sich dem anlegbaren Preis für Schwachlastenergie durchaus nähert, wenn nicht gar ihn unterschreiten kann. Voraussetzung ist allerdings, dass auch jederzeit eine Aufnahmebereitschaft für jede dieser drei Energiekategorien besteht. Sie ist gegeben in Verbundsystemen, vorrangig in solchen, in denen ein Grossteil der gesamtproduzierten Arbeit aus thermischen Kraftwerken stammt und dem Grossverbundbetrieb.

Die wirtschaftliche Betriebsführung in solchen Verbundsystemen wird aus der Forderung, jeweils die höchste Ökonomie und den in der Gesamtheit billigsten Erzeugungspreis zu erreichen, nicht nur das Erzeugungsverhältnis Wärmekraftwerke zu Wasserkraftwerke allein, sondern das jeweilig betriebliche und wirtschaftliche Verhalten letzterer in die Kalkulation einbeziehen müssen.

Im Abschnitt II wurde auf den Umstand hingewiesen, dass die bereitzustellende Leistung von Spitzenkraftwerken im Verlauf eines Jahres in ihrer Höhe wechselt, also Spitzenkraftwerke nicht mit der vollen Leistung ausgenützt werden. Der Leistungsüberschuss kann sich noch vergrössern, wenn Speicherwerke, bestimmt für Produktion in Starklastzeit, wegen Wassermangels nur Spitzenarbeit fahren können. Ist dieser Überschuss nicht oder nur teilweise im Grossverbund unterzubringen und eine Überholung der Spitzenkraftwerke nicht erwünscht oder nicht notwendig, können Speicherwerke mit Pumpbetrieb aus ihrer normalen Tätigkeit als Spitzenkraftwerke entlassen und als Produzenten für Starklastenergie gefahren werden. Sie ersetzen dann Speicherwerke oder solche, die als frühere Starklastwerke nur Spitzenenergie erzeugen müssen, oder thermische Kraftwerke.

Anfallende Schwachlastenergie wiederum kann zu Pumpzwecken verwendet, oder einem anderen Interessenten im Grossverbund zugeführt werden. Den Speicherwerken allerdings, die wegen ihrer hohen Festkosten nur für Erzeugung von Spitzenenergie prädestiniert sind, wird in allen Betriebslagen diese Aufgabe vornehmlich und ausschliesslich zukommen.

Während das verschiedene Verhalten der einzelnen Typen mit natürlichem Speicherzufluss allein erzwungen wird, ist es bei Pumpspeicheranlagen gewollt. Man erkennt hier wieder die dringende Notwendigkeit, alles für einen guten hydraulischen Wirkungsgrad zu tun, um die Verwendungsmöglichkeit solcher Anlagen nicht durch zu knapp gesetzte Grenzen des anlegbaren Pumpenenergiepreises einzuengen.

Das westeuropäische Grossverbundnetz ist heute durch automatische Leistungsfrequenz-Regulier-Einrichtungen gesteuert. Die Aufgabe dieser Steuerung fällt auch hier wegen ihres Vermögens, schnell auf Laständerungen zu reagieren, vornehmlich den Speicher- bzw. Pumpspeicherkraftwerken zu. Die für die Frequenz-Regulierungen notwendigen schnellen Laständerungen können wegen der im Teillastbereich bei von Francis- und Freistrahlturbinen stark absinkenden Wirkungsgradkurve zu höheren Verlusten führen. Dieser Fall tritt dann ein, wenn an dieser Art der Frequenzregulierung nur wenig Kraftwerke beteiligt sind. Wirtschaftliche Gesichtspunkte erfordern deshalb die Ausstattung solcher Speicher- und Pumpspeicherwerke mit Frequenzreguliereinrichtungen auf breiter Basis.

Das Verteilen der Regulierarbeit an Wasserkraftwerke auf breiter Basis hat aber ausser einem ökonomischen Vorteil einen betrieblichen Vorzug. Es kann bei Netzstörungen mit Lastabfall frei werdende Leistung dann nur in beschränkter Höhe in das Netz benachbarter Verbundsysteme stossweise eindringen. Sonst kann die Überschussleistung derartige Höhen annehmen, dass die Überlastung der beiderseitigen Verbindungsleitungen einen Blindleistungsentzug aus dem Nachbarnetz und daselbst ein unzulässiges Absenken der Spannung mit allen ihren unangenehmen Rückwirkungen verursacht. Mit dem Verteilen der Regulierarbeit auf mehrere Werke wird also die Selektivität gewahrt und damit ein Beitrag zur Betriebssicherheit geleistet. Damit wird also dem Grundsatz des Verbundbetriebes, jederzeit nicht nur so billig, sondern auch so sicher wie nur möglich den Konsumentenkreis zu beliefern, entsprochen.

Wenn schon der Bereich einzelner Verbundsysteme bzw. Verbundunternehmen im allgemeinen ausreicht, um die in diesem Aufsatz behandelten Wasserkraftwerke als Mehrzweckwerke zur sicheren und wirtschaftlichen Produktion

von elektrischer Energie heranzuziehen, so bietet der Grossverbundbetrieb zusätzliche allseitige Vorteile.

Man wäre versucht, anzunehmen, dass zur sinnvollen Steuerung eines sich über mehrere Länder erstreckenden Verbundbetriebes, ein Bedürfnis nach einer übergeordneten Lastverteilung bestehen müsste. Indessen muss betont werden, dass ohne eine solche schon jahrelang nach obigen Gesichtspunkten verfahren wird, und der Austausch innerhalb der einzelnen westeuropäischen Verbundsysteme in den drei Zeitgruppen anstandslos verläuft, gleichgültig ob es sich um die Erfüllung langfristiger Kontrakte, kurzfristiger Abkommen, Stromlieferung gegen Bezahlung oder solche im Naturalaustausch handelt.

Dadurch, dass die Verbundpartner sich gegenseitig rasch orientieren, unmittelbar darauf in der Regel nur auf telefonischem Wege Absprachen und Abkommen treffen, also in einem Verfahren, wie es heute üblich ist, wird eine intensivere Ausnützung günstiger Situationen gegeben, als durch eine zentral lenkende und immer schwerfällige Organisation je erreicht werden kann.

FÜNF LAUFKRAFTWERKE STATT SPEICHERWERK AN DER ENNS

Mitteilung der STEWEAG

Mit Erkenntnis vom 28. März 1963 hat der Oesterreichische Verwaltungsgerichtshof unter Vorsitz seines Präsidenten Dr. Guggenbichler einen sich jahrelang hinziehenden Streit um die energiewirtschaftliche Nutzung der Mittleren Enns – zwischen dem Unterwasser des Ennskraftwerkes Hieflau der STEWEAG (Steirische Wasserkraft- und Elektrizitäts-Aktiengesellschaft) und dem Oberwasser des Ennskraftwerkes Grossraming der Ennskraftwerke AG. – ein Ende gesetzt und entschieden, dass der Vorzug dem Fünfstufenprojekt zuerkannt wird.

Für die Nutzung der 40 Flusskilometer langen Ennsstrecke zwischen Hieflau und Grossraming mit einer Rohfallhöhe von 108 m hatte 1957 die Ennskraftwerke AG., eine Sondergesellschaft des Oesterreichischen Verbundkonzerns, ein Speicherprojekt zur wasserrechtlichen Bewilligung eingebracht, welches einen Aufstau der Enns durch eine rund 100 m hohe Gewölbesperre bei Kastenreith vorsah. Der 35 km lange Speicher sollte einen Inhalt von 500 Millionen m³, davon 410 hm³ nutzbar, haben. Der Speicherinhalt sollte durch drei Maschinensätze mit einer Gesamtleistung von 225 MW abgearbeitet werden. Die Jahreserzeugung hätte 1001 GWh betragen, davon 483 GWh im Winter. Die Ausführung dieses Projektes hätte vorausgesetzt, dass im Projektgebiet sowohl die Ennstalbundesstrasse wie die Bahn neu trassiert werden; dass die Land- und Forstwirtschaft durch den Einstau 978 Hektar landwirtschaftlich genutzte Fläche einbüsst, wovon 169 physische Grundeigentümer mit mehr als 0,5 Hektar Fläche betroffen worden wären und 31 bäuerliche Betriebe hätten ausgesiedelt werden müssen; dass 328 Wohnungen für 2451 Bewohner unter Stau geraten wären und dass somit insgesamt mindestens 2750 Personen, sei es, weil sie in dem eingestauten Gebiet ihre Wohnung, sei es, weil sie in ihm ihre Arbeitsplätze (darunter in der Papierfabrik Weissenbach mit 340 Beschäftigten) verloren hätten, von der Ausführung des Projektes direkt betroffen worden wären.

Im Juli 1960 brachte die STEWEAG (und für drei Stufen das Land Steiermark) bei der Obersten Wasserrechtsbehörde, einer Rahmenverfügung derselben Behörde entsprechend, ein «Fünfstufenprojekt» für die Nutzung der noch nicht ausgebauten Ennsstrecke ein. Danach soll die Rohwasserkraft dieser Flusstrecke durch fünf Laufkraftwerke mit einer installierten Leistung von 100 MW genutzt werden. Das Arbeitsvermögen dieser fünf Stufen wird 627 GWh (davon im Winter 268 GWh) betragen. Die mittlere Stufe dieses Projektes, das Ennskraftwerk Altenmarkt war bereits 1960 in Betrieb genommen worden. Die Ausführung des Fünfstufenprojektes kann ohne jegliche Aussiedlung erfolgen.

Die Frage, welches Projekt vorzuziehen sei, das Speicherprojekt oder das Fünfstufenprojekt, hatte 1957/58 bereits eine Expertenkommission beschäftigt, in welcher unter dem Vorsitz von Prof. Dipl. Ing. Dr. techn. Hermann Grengg, Graz, auch Ing. E.T.H. Eugen Blank, Direktor der «Elektro-Watt» Zürich, gutachtlich tätig war.

Mit einer Verfahrensanordnung vom 28. April 1961 leitete die Oberste Wasserrechtsbehörde das im Wasserrechtsgesetz vorgesehene Widerstreitverfahren für die einander ausschliessenden Projekte ein. Für die Beantwortung der in diesem Verfahren aufzuwerfenden Fragen wurden drei Arbeitsgruppen gebildet, die sich aus Vertretern der zuständigen Behörden zusammensetzten. Die Arbeitsgruppe für wasserwirtschaftliche und bautechnische Fragen stellte als einen der wesentlichen Vorzüge des Speicherprojektes fest, dass es für das Hochwasserregime wegen der Auffangwirkung von grosser Bedeutung sei, während die fünf hintereinander geschalteten Stufen in dieser Hinsicht wenig zu leisten fähig sind. Andererseits sei von einem Jahresausgleich der Wasserführung beim Speicherprojekt nicht die Rede, da es das Verhältnis der zufliessenden Wassermengen vom Sommer- auf das Winterhalbjahr nur gering abändere, nämlich von 67:33 auf 60:40 Prozent.

Der Bundeslastverteiler, zur Projektsbegutachtung herangezogen, stellte fest, dass das Fünfstufenprojekt im Bedarfsdiagramm für 1970 ohne weiteres untergebracht werden könne, während das Speicherprojekt unter der Voraussetzung, dass bis zu diesem Zeitpunkt (1970) keine weiteren Speicherkraftwerke errichtet werden, für die gesamte tagesinkonstante Belastung herangezogen werden könne. Allerdings seien an Wasserkraftwerken für die inkonstante Energie ausser Kastenreith Werke mit insgesamt 3800 GWh Jahresarbeit genannt worden, darunter die Projekte Malta, Zemm und Dorfertal-Huben. Die Arbeitsgruppe für energiewirtschaftliche und finanzielle Fragen stellte in diesem Zusammenhang fest, dass der Lastverteiler gegenwärtig vorhandene erhebliche Leistungsreserven nicht berücksichtigt habe, weil der Einsatz von Speicherwerken (Langzeitspeicher- und Schwellwerke) nebeneinander und nicht übereinander erfolge. Unter Berücksichtigung dieser Leistungsreserve und mittlerweile zu realisierender Speichervorhaben ergebe sich, dass die gesicherte Leistung von Kastenreith nicht vor 1980 bedarfsgerecht und dann nur im Trapezlastbereich eingesetzt werden könne.

Die eigentliche Widerstreitverhandlung, an der auch Vertreter der projektwerbenden Gesellschaften teilnahmen, fand vom 26. 2. bis 1. 3. 1962 statt. In dieser Verhandlung stellte der technische Amtssachverständige des Ministeriums für Land- und Forstwirtschaft fest, dass der Speicher nicht imstande sei, die jahreszeitliche Abflussmenge wesentlich zu verändern, dementsprechend das Verhältnis der Energieproduktion in den beiden Hälften des hydrologischen Jahres lediglich 39,5:60,5 betrage, das sich allerdings, wenn man die Wasserzuschüsse für die unterliegenden Ennskraftwerke berücksichtige, auf 48,6 : 51,4 verbessere. Bei einem echten Jahresspeicher liege jedoch das Verhältnis geradezu umgekehrt. Der Energieinhalt des Speichers betrage bei einmaliger Abarbeitung nur etwas mehr als 60 GWh und, stelle man den Energiegewinn in den unterliegenden Stufen in Rechnung, etwa 155 GWh. Es sei sicher, dass sich Speichermöglichkeiten mit einem solchen Energieinhalt stets finden werden. Daher sei es auch irreführend, das Projekt Kastenreith in die gleiche Reihe mit wirklichen Grosspeicherwerken zu stellen.

Zugunsten von Kastenreith könne seine doppelte Funktion angeführt werden: Die Verlegung von Sommerabflüssen in den Winter und seine Funktion als Spitzenkraftwerk, also die eines Tages- bzw. Wochenspeichers. Für diesen Zweck allerdings müsse kein ganzes Tal unter Wasser gesetzt werden, denn von den 500 Millionen m³ Stauseeinhalt würden nur die obersten Lamellen in Anspruch genommen. Pumpspeicherwerke genügen für diesen Zweck. «Der Speicher Kastenreith ist eben für eine Kurzzeitspeicherung viel zu gross, angesichts der Abflussfülle der